

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на месторождении X

УДК 622.276.66

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Архипов Дмитрий Викторович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н., профессор		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н., профессор		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровые сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И. УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли

	научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата. 3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья. 4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья» ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
			ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2.Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3.Разработка плановой, проектной и	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов

	методической документации для геолого-промысловых работ	<p>Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
--	---	---	--	---

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое Дело
 Отделение школы
 (НОЦ) _____

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Архипову Дмитрию Викторовичу

Тема работы:

Анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта на месторождении X	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 07.04.2021г. №97-4/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Технологическая схема разработки месторождения X, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1) Рассмотреть технологию проведения ГРП, принцип действия, область применения ГРП. 2) Проанализировать геолого-промысловую характеристику Приобского месторождения и состояние его разработки. 3) Провести анализ ГТМ и технологий, при помощи которых реализуются методы интенсификации. 4) Обосновать эффективность гидроразрыва пласта с применением полиакриламида по сравнению со стандартным ГРП.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Романюк В.Б.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Сечин А.И.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Теоретико-практические аспекты геолого-технических мероприятий</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф И.В.	Д.Э.Н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Архипов Д.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Архипову Дмитрию Викторовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	График выполнения работ
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Архипов Дмитрий Викторович		27.03.2021г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Архипову Дмитрию Викторовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приводится перечень НТД, используемой в данном разделе.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p style="text-align: center;">Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; <p style="text-align: center;">Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p style="text-align: center;">Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. 	<p>Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты; • привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления, • категорию пожароопасности помещения, • марки огнетушителей, их назначение. <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p> <p>Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации 	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p>

проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии). Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Приведены: • перечень НТД, используемых в данном разделе, • схема эвакуации при пожаре, • схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021г.
---	---------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н., профессор		26.02.2021г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Архипов Дмитрий Викторович		26.02.2021г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 115 страниц, 14 рисунков, 13 таблиц, 32 формулы, 30 источников.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, дополнительная добыча нефти, скважина, методы интенсификации, горизонтальная скважина, боковой ствол, дебит скважины, пакер, проппант, трещина.

Цель – анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта и сравнительный анализ с другими ГТМ, реализуемыми на фонде Приобского нефтяного месторождения (ХМАО-Югра).

Объектом исследования является Приобское нефтяное месторождение. Предметом исследования является продуктивный пласт $AC_{11(0)}$.

Научная новизна

На основании проведённого анализа геолого-промысловых характеристик Приобского нефтяного месторождения, текущего состояния разработки, особенностей технологии гидравлического разрыва пласта предложено использование полиакриламида для приготовления жидкости-проппантоносителя для проведения ГРП на Приобском нефтяном месторождении, что позволит увеличить эффективность данного ГТМ и повысить нефтеотдачу.

Практическая значимость

На основании проведенных расчетов технологической и экономической эффективности предложенного способа ГРП с применением полиакриламида было доказано, что эффективность ГРП вырастет на 9,5%, прирост добычи нефти составит 105,7 тыс. т.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГС – горизонтальная скважина

ГТМ – геолого-технические мероприятия

МСГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

ННС – наклонно-направленная скважина

ПАА – полиакриламид

СИЗ – средства индивидуальной защиты

СПС – сшитые полимерные системы

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ-Югра

Оглавление

Введение.....	17
1. Теоретико-практические аспекты геолого-технических мероприятий.....	21
1.1 Виды, принцип действия и область применения геолого-технических мероприятий	21
1.2 Этапы проведения гидравлического разрыва пласта и их характеристика	24
2 Геолого-промысловая характеристика приобского нефтяного месторождения и состояние его разработки	29
2.1 Общие сведения о Приобском нефтяном месторождении	29
2.2 Стратиграфия месторождения	30
2.3 Тектоника месторождения	33
2.4 Характеристика водоносных комплексов.....	33
2.5 Нефтеносность и характеристика продуктивных пластов.....	34
2.6 Обзор методов интенсификации, применяемых на Приобском нефтяном месторождении	36
2.7 Гидравлический разрыв пласта при бурении скважин с горизонтальным окончанием	40
2.8 Гидроразрыв пласта с использованием полиакриламида	48
3. Расчет эффективности проведения геолого-технических мероприятий на приобском нефтяном месторождении.....	61
3.1 Исходные данные и алгоритм для проведения расчета	61
3.3 Результаты расчета, анализ результатов.....	66
4. Социальная ответственность	79
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79

4.2 Производственная безопасность.....	80
4.2.1 Анализ выявленных вредных факторов.....	81
4.2.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	83
4.3 Охрана окружающей среды	87
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
5. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность..	68
5.1 Обоснование показателей экономической эффективности.....	68
5.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.....	70
5.3 Расчет экономических показателей проекта	76
5.4 Экономическая оценка проекта	77
Вывод.....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	93
Приложение А	97
Приложение Б	98

Введение

В настоящее время идет очень бурное развитие технологий интенсификации добычи нефти. Многие методы, сравнительно недавно считающимися нормальными и достаточно эффективными в свете нынешней ситуации на рынке сырья становятся нерентабельными и экономически нецелесообразными. Поэтому на предприятиях приходится пересматривать подходы к добыче углеводородов и стимуляции пласта.

Определяющие факторы, при подборе технологии интенсификации, состоят из: глубины, на котором находится объект разработки, нефтенасыщенная мощность, степень неоднородности и связности, реологический состав флюида, насыщающего породу, PVT свойства пласта.

Основную часть по приросту добычи занимает гидравлический разрыв пласта, окончание скважины горизонтальным хвостовиком, как с обычной перфорацией, так и с муфтами ГРП, выравнивание профиля притока, обработка призабойной зоны пласта, зарезка боковых стволов при модернизации уже имеющихся материнских стволов.

Состояние ресурсной базы нефтегазового комплекса является наиболее острой проблемой на сегодняшний день. Ресурсы нефти постепенно истощаются, большое число месторождений находится в конечной стадии разработки и имеют большой процент обводненности, поэтому, наиболее актуальной и первостепенной задачей является поиск и введение в эксплуатацию молодых и перспективных месторождений, одним из которых является Приобское нефтяное месторождение (по запасам - оно одно из крупнейших месторождений России) имеет ряд характерных особенностей:

- крупное, многопластовое, по запасам нефти уникальное;
- труднодоступное, характеризуется значительной заболоченностью, в весенне-летний период большая часть территории затопляется паводковыми водами;
- по территории месторождения протекает река Обь, разделяющая его на правобережную и левобережную части.

Месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов. Промышленный интерес представляют пласты AC_{10} , AC_{11} , AC_{12} . Коллектора горизонтов AC_{10} и AC_{11} относятся к средне и низкопродуктивным, а AC_{12} к аномально низкопродуктивным. Эксплуатацию пласта AC_{12} следует выделить в отдельную проблему разработки, т.к., пласт AC_{12} к тому же является самым значительным по запасам из всех пластов. Эта характеристика указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты.

Одним из направлений решения этой проблемы является осуществление гидравлического разрыва пласта.

Гидравлический разрыв пласта - довольно эффективный в настоящее время, метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов (НПК), получивший массовое применение в Западной Сибири. Чаще всего гидроразрывы дают положительные результаты, однако эффективность зависит от геолого-физических характеристик пластов. Одним из наиболее серьезных факторов, снижающих успешность проведения, является наличие обширных водонефтяных зон (ВНЗ), особенно в залежах, представленных НПК. В этом случае возникает вопрос, что предпочтительнее – продлить эксплуатацию скважин (без ГРП) с невысоким дебитом нефти или, сделав ГРП, повысить обводненность.

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» внедрение ГРП было организовано с учетом известного негативного опыта на основе принципа выполнения всех работ по реализации ГРП собственными силами с максимальным привлечением передового отечественного и мирового опыта.

В условиях месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» ГРП является одним из наиболее эффективных методов воздействия на нефтяные залежи. Эффективность этого метода, в основном, зависит от правильности выбора технологических параметров процесса, геологических особенностей строения пласта и удельных запасов нефти. Поэтому рассмотрение возможности применения ГРП, как одного из основных методов

интенсификации добычи нефти из залежей пластов Приобского месторождения является необходимым.

Актуальность выбранной темы заключается в том, что ГРП является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи, который применяется на Приобском нефтяном месторождении.

Целью данной работы является анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта и сравнительный анализ с другими ГТМ, реализуемыми на фонде Приобского нефтяного месторождения (ХМАО-Югра).

Задачи исследования.

1. Рассмотреть технологию проведения ГРП, принцип действия, область применения ГРП.

2. Проанализировать геолого-промысловую характеристику Приобского месторождения и состояние его разработки.

3. Провести анализ ГТМ и технологий, при помощи которых реализуются методы интенсификации.

4. Обосновать эффективность гидроразрыва пласта с применением полиакриламида по сравнению со стандартным ГРП.

Объектом исследования является Приобское нефтяное месторождение. Предметом исследования является продуктивный пласт $AC_{11(0)}$.

Научная новизна исследования.

На основании проведенного анализа геолого-промысловых характеристик Приобского нефтяного месторождения, текущего состояния разработки, особенностей технологии гидравлического разрыва пласта предложено использование полиакриламида для приготовления жидкости-проппантоносителя для проведения ГРП на Приобском нефтяном месторождении, что позволит увеличить эффективность данного ГТМ и повысить нефтеотдачу.

Практическая значимость.

На основании проведенных расчетов технологической и экономической эффективности предложенного способа ГРП с применением

полиакриламида было доказано, что эффективность ГРП вырастет на 9,5%, прирост добычи нефти составит 105,7 тыс. т.

Информационной базой послужили учебная и научная литература, отраслевые регламенты, руководящие документы, инструкции годовые отчеты компании.

Реализация и апробация работы: Основные результаты исследования представлены:

1. Производственно-экономический анализ деятельности АО «БУЛГАРНЕФТЬ» // Международный научный симпозиум имени академика М. А. Усова 2019г.

2. Внутрипластовое горение как метод увеличения нефтеотдачи // X Международная научно-практическая конференция обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» - Тюмень 2020г

3. Анализ эффективности применения гидроразрыва пласта на Приобском нефтяном месторождении // XXV Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» 2021г.

1. Теоретико-практические аспекты геолого-технических мероприятий

1.1 Виды, принцип действия и область применения геолого-технических мероприятий

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Геолого-технические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие – к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно.

Все работы в скважине подразделяется на капитальный и подземный (текущий) ремонты, при этом:

- к капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин, креплением рыхлых коллекторов, восстановлением герметичности обсадной колонны и ликвидацией ее деформации, зарезкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод и вод из пластов-обводнителей, с ловильными и другими аналогичными работами с подземным оборудованием;

- к подземному (текущему) ремонту относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, с обеспечением заданного технологического режима работы подземного эксплуатационного оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования, очисткой ствола скважины и подъемных труб от песка, парафина и солей [1].

В большинстве случаев ГТМ относятся к капитальному ремонту скважин. Хотя в некоторых компаниях определенные виды текущего ремонта также могут учитываться как ГТМ (например, смена скважинного насоса с меньшей производительностью на насос с большей производительностью).

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождений. Но наиболее интенсивно – на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально.

Подбор эффективных геолого-технических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия ГТМ планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

Обычно к ГТМ относятся следующие виды:

1. Гидравлический разрыв пласта (ГРП), целью которого является увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта. Достигают этого путем закачки в пласт вязких жидкостей с большим расходом и под большим давлением (выше давления разрыва пород). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [2].

2. Обработка призабойной зоны (ОПЗ), являющийся наиболее широкоприменяемым видом ГТМ. Технологий воздействия на призабойную зону пласта существует великое множество. Чаще всего проводят ОПЗ различными кислотными составами. Для карбонатных коллекторов и коллекторов с повышенным содержанием карбонатного цемента наиболее часто используют закачку кислотных составов на основе соляной кислоты.

Для терригенных коллекторов - закачку кислотных составов на основе плавиковой кислоты.

3. Перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ), так как разработку месторождения начинают с нижних продуктивных пластов, то по мере их истощения скважины переводят на вышележащие продуктивные пласты, не охваченные разработкой.

4. Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) применяется так как по Правилам охраны недр следует вести раздельный учет продукции по каждому объекту разработки. Это необходимо для того, чтобы можно было отследить выработку запасов по каждому объекту и оценить достигнутый КИН. Если нижележащий продуктивный горизонт далек от истощения, а выше него существует еще один нефтенасыщенный пласт, выделенный в отдельный объект разработки, то применяют специальное оборудование, позволяющее в одной скважине одновременно эксплуатировать разные объекты разработки с раздельным учетом продукции по каждому объекту. Внедрение системы ОРЭ часто выделяют в отдельный вид ГТМ [3].

5. Бурение боковых стволов (зарезка боковых стволов) из существующих скважин является эффективным способом капитального ремонта и реконструкции скважин. Технология особенно эффективна для месторождений на поздней стадии разработки.

6. Ремонтно-изоляционные работы (РИР) осуществляются с целью ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны и ограничения водопритока в скважину. РИР могут осуществляться различными тампонирующими материалами (цементом, жидким стеклом), установкой пластыря или пакерами (двухпакерными компоновками, например). Особенность этого вида ГТМ в том, что эффективность проведенных работ заключается скорее не в получении дополнительной добычи нефти, а в снижении содержания воды в продукции скважины.

Помимо перечисленных, существуют и другие виды ГТМ. Например, вывод из бездействия, вывод из консервации, реперфорация, дострел, оптимизация ГНО.

ГТМ проводятся также и на нагнетательном фонде скважин. На нагнетательных скважинах проводят работы по очистке забоя скважины, обработке призабойной зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроизводительной закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков) и т.п.

1.2 Этапы проведения гидравлического разрыва пласта и их характеристика

Для того чтобы как можно больше увеличить общий объем нефтеотдачи из пласта, повысить качество сырья и оптимизировать работы, планируются и реализуются мероприятия, имеющие своей целью улучшить приток. Главной задачей здесь является недопущение ухудшения емкостно-фильтрационных свойств призабойной зоны, а также их улучшение, которое достигается, в основной своей части, за счет замедления обводнения продукции нефтяных скважин, а так же уменьшения вязкости флюида и улучшение проницаемости пород пласта; последний параметр поддерживается и даже улучшается за счет выполняемых мероприятий по искусственному расширению каналов притока и увеличению трещиноватости, помимо прочего, нивелируются всякого рода отложения со стенок пор и трещин такие как парафиновые и разного рода грязевых примесей.

Все виды мероприятий по повышению проницаемости можно разделить на три большие группы:

- физические;
- химические;
- термические.

На выбор способа влияют конкретные параметры пласта, а часто бывает, что эти способы используются в различных сочетаниях и комбинациях, для обеспечения наиболее эффективного результата.

Чтобы усилить приток к забою скважины нефти или газа при вскрытии коллекторных пород с низкими показателями проницаемости, в призабойной зоне должна быть сформирована система трещин для лучшей фильтрации.

Для проведения гидроразрыва пласта необходимо при помощи жидкости разрыва создать давление, достаточное для разрыва породы, формирующую коллектор. Чтобы при этом обеспечить образование новых трещин и расширение уже имеющихся. При этом если продолжить подавать жидкость с нужной скоростью и давлением. Достичь этого можно посредством закачивания в пласт технологической жидкости с расходом, объем которого выше максимального объема поглощаемой пластом жидкости. В породе начинает формироваться высокопроводящая трещина, при этом необходимо закачать расклинивающий агент (песок, проппант) различного характерного размера и прочности, для фиксации нужной геометрии трещины.

Так же в коллекторах, сложенных карбонатной породой, может использоваться жидкость разрыва, приготовленная на основе кислоты. Данная жидкость не только осуществляет разрыв породы, но и создает дополнительные каналы, продуцируя их в процессе ГРП за счет химической реакции, причем эти каналы не требуют фиксации при помощи расклинивающего агента.

В полученных трещинах наблюдается линейный режим течения флюида, соответственно это ведет к снижению потерь на сопротивление и, как следствие, к более быстрому и качественному отбору флюида из объекта разработки. Грамотно спланированное и вовремя проведенное ГРП может привести не только к ускоренному отбору флюида, но и в принципе к увеличению КИН и достижению более эффективных экономических показателей.

Гидроразрыв пласта зарекомендовал себя за время использования как универсальный метод интенсификация добычи который может быть проведен в коллекторах различной проницаемости, как низкой, так и достаточно высокой. Однако понятно, что наиболее часто его применяют для пластов или отдельных их зон с маленьким показателем проницаемости. Более того некоторые месторождения, такие как Приобское, вообще невозможно было бы ввести в эксплуатацию без современных технологий ГРП, где оно является обязательным мероприятием при введении скважины в эксплуатацию. Трещины, полученные в результате гидроразрыва, дают существенное увеличение взаимодействия с породой, порой вовлекая в добычу те участки пласта, которые вообще были изолированы до этого. Все это увеличивает как дебит скважины, так и экономические показатели рентабельности осуществления добычи на данных лицензионных участках.

Главные задачи, которые должно решать ГРП это:

- снижение и нивелирование темпа падения добычи
- возвращение на прежний уровень и интенсификация добычи флюида
- достижение оптимального режима работы скважины

При проведении ГРП на пласт с низкой проницаемостью требуется фиксации геометрии трещины при помощи расклинивающего агента, в этом качестве может быть использован:

- песок;
- проппант средней прочности (ISP);
- высокопрочный боксит (HSP).

Помимо типа проппанта для различных целей и условий, согласно дизайну ГРП, может использоваться его фракции, либо их смесь. В настоящее время активно используется два основных вида гранул проппанта 16/20 и 12/18 и, как второстепенные 16/30 и 20/40. Остальные фракции более экзотичны и реже применимы. Поскольку для расклинивающего агента предъявлены достаточно высокие требования разработан и введен ГОСТ.

Очень важное значение на успешность операции ГРП оказывает геометрия трещины, получившаяся в результате проведения мероприятия. Во время осуществления ГРП формируются трещины определенной направленности в пространстве: горизонтальные, вертикальные, направленные под углом. Направленность трещины зависит от нескольких основных параметров:

- линии стресса горных напряжений и их направленности;
- характеристики пород, формирующих коллектор.

Мероприятие по проведению гидроразрыва пласта обычно осуществляется при помощи флота ГРП рисунок 1.

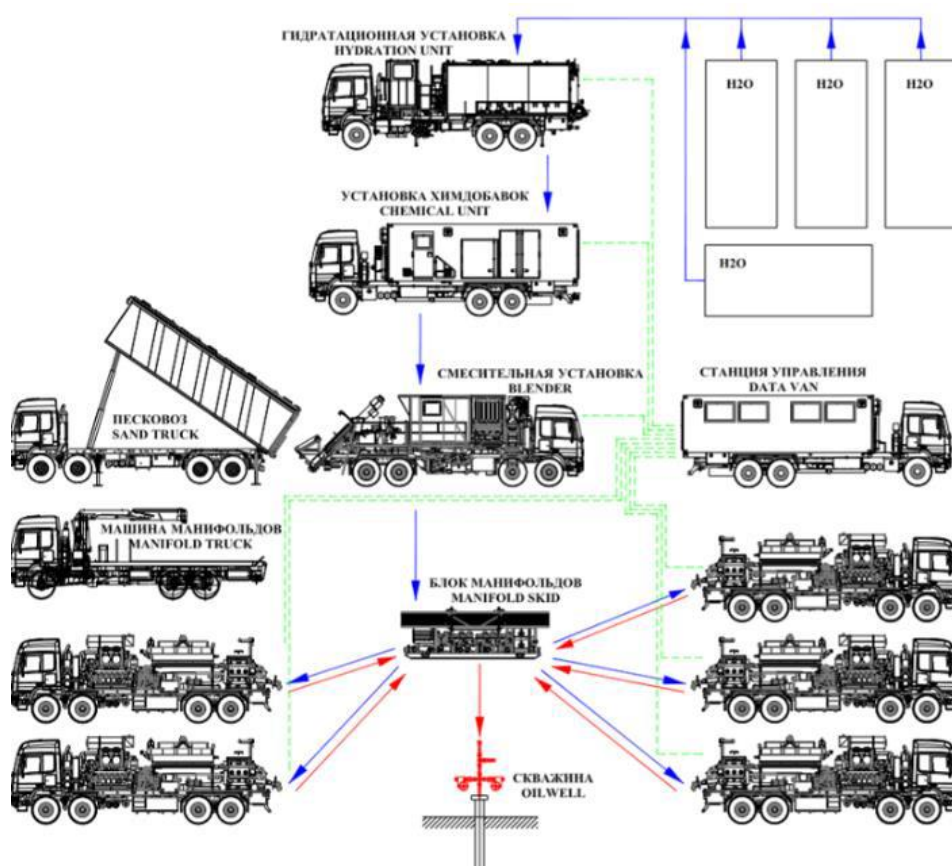


Рисунок 1 – Состав флота ГРП

В настоящее время начало приобретать популярность проведение ГРП при помощи флота колтюбинга.

При применении колтюбинговых установок ключевые принципы осуществления гидроразрыва пласта те же, что и при выполнении данных мероприятий в соответствии с традиционной технологией.

Однако колтюбинговое оборудование обладает определенными преимуществами, а именно:

- процесс может быть обеспечен при спуске техники в колонну подъемных труб, благодаря чему эксплуатация скважины может быть начата непосредственно после применения указанного метода;

- время, необходимое для проведения работ, сокращается, т.к. в данном случае нет необходимости извлекать находящиеся в скважине колонны подъемных труб, а также спускать колонну НКТ с пакером;

- нет необходимости также в глушении скважины и сопутствующей ей операции по вызову притока, предназначенных для обеспечения возможности подъема оборудования.

4. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность

4.1 Обоснование показателей экономической эффективности

Главная задача данных расчетов – финансовое обоснование и экономический анализ мероприятий по гидроразрыву пласта на Приобском нефтяном месторождении (ХМАО), выполняющая условия по получению максимального экономического эффекта от перспективы увеличения КИН и интенсификации добычи нефти для получения дополнительной прибыли при жестком соблюдении и контроле требований промышленной безопасности, сохранении окружающей среды.

Экономическая целесообразность любых мероприятий на нефтяном фонде может быть рассчитана на основе главных показателей. Этими показателями являются: прибыль, полученная от добычи, реализации и транспортировки дополнительной нефти, полученной в результате мероприятий, к конечному покупателю. Самая объемная получается та часть, которая зависит непосредственно от недропользователя, это подготовительные работы, материалы и организация самого гидроразрыва пласта, затраты на электроэнергию, налоги, отчисляемые государству.

Во время работы над данным проектом мы планируем получить добавочную нефтеотдачу в размере 105 737 тонн в течение трех лет разработки объекта.

Следовательно, задачей данной главы будет рассмотрение экономической целесообразности в реализации данного проекта, включающим в себя мероприятия по гидроразрыву пласта. Главным показателем жизнедеятельности любого предприятия есть извлечения максимальной выгоды. Поэтому нам предстоит рассчитать дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости и тогда мы уже сможем оценить экономическую составляющую предполагаемых мероприятий. Эти

характеристики, выраженные численно дадут нам общее понимание об экономической эффективности предполагаемых мероприятий, позволят увидеть превышение стоимостной оценки полученного эффекта над стоимостной суммой затрат, общая доходность предприятия за вычетом затрат на эксплуатацию, вычислить срок полной окупаемости проекта.

Главными характеристиками по утверждению проекта в работу считаются такие показатели как:

- чистая приведенная стоимость;
- прибыль от реализации;
- выручка от реализации;
- индекс доходности;
- период окупаемости.

Чистая приведенная стоимость (Net present value, NPV) – это сумма дисконтированных значений всех затрат, на текущий момент. Показатель NPV показывает превышение всех материальных затрат к полученной выручке на время оценки проекта. Он характеризует доход, который рассчитывает получить от реализации проекта инвестор, после того, как полученные средства перекроют первоначальные затраты и постоянные издержки в связи с претворением в жизнь проекта. Ее также можно расценивать, как выгоду, приобретаемую инвестором.

Индекс доходности (PI) показывает эффективность инвестиции и рассчитывается как отношение чистого дохода инвестора к общему потоку средств, полученных в ходе реализации проекта. При этом если индекс доходности меньше единицы – проект экономически не целесообразен, если превышает единицу, то проект экономически эффективен.

Срок окупаемости (период окупаемости, PP от англ. Pay-Back Period) характеристика, показывающая в течение какого времени проект покрывает все расходы и начнет приносить прибыль. Соответственно, чем меньше этот показатель, тем более эффективен и интересен наш проект с финансовой точки зрения.

4.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Таблица 4.1 - Экономические условия расчета

Показатели	Ед.изм.	Значение
Количество операций ГРП	шт.	10
Дополнительная нефтеотдача	тыс.т	105,7
Стоимость одной операции ГРП	тыс.руб.	3567,185
Цена реализации товарной нефти	руб/т	6500
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Данные для расчета экономической эффективности представлены в приложении.

Все подсчеты для мероприятий по гидроразрыву пласта сделаны из нормирования на одну скважину согласно смете затрат и нормы времени и оплаты.

Для начал нужно вычислить денежный поток от реализации сырья (выручку).

В среднем уровень стоимости на российском рынке составляет 6500 рублей за тонну сырья. Таким образом выручку от реализации сырья можно вычислить, умножив цену за единицу на дополнительно извлеченное сырье в результате мероприятий по гидроразрыву пласта в течении года:

$$B_t = C_{nt} * Q_{nt} (1),$$

где, C_{nt} – цена реализации нефти на внутреннем рынке в t -ом году, руб./т;

Q_{nt} – дополнительная добыча нефти за t –й год.

Используя формулу 1 подсчитаем дополнительную выручку за каждый год, полученную в результате выполнения мероприятий по гидроразрыву пласта:

$$B_1 = 40715 * 6500 = 264\,647\,500 \text{ рублей за 2022 год};$$

$$B_2 = 36123 * 6500 = 234\,799\,500 \text{ рублей за 2023 год};$$

$B3 = 28930 * 6500 = 188\,045\,000$ рублей за 2024 год; Суммарная выручка с 2022 по 2024 год составит: $Вобщая = B1 + B2 + B3 = 687\,492\,000$ рублей.

Теперь посчитаем затраты, связанные с эксплуатацией объекта во время проведения мероприятий. Они определяются исходя из расходов, которые несет обслуживающая организация по всем пунктам и элементам затрат.

Все виды затрат приведены в таблице 4.2 согласно нормативным положениям и технологической необходимости.

Таблица 4.2 – Элементы затрат.

Элементы затрат	Ед.измерения	значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс.руб./т.	5,3
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды)	Тыс.руб./т.	87,3
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс.руб./т.	11,4
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс.руб./т.	72,3
Обслуживание скважин	Тыс.руб./скв.	305,5
Балансовая стоимость ОПФ	Млн.руб.	8,6
Остаточная стоимость ОПФ	Млн.руб.	2,9
Средняя норма износа ОПФ	%	7
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС)	Тыс.руб./т.	370,4
Цеховые расходы	Тыс.руб./т.	111,8
Общепроизводственные расходы	Тыс.руб./скв.	555,7
Прочие производственные расходы	Тыс.руб./скв.	17,2

Самая первая статья расходов – это затраты на обслуживание добывающего фонда скважин, на которых будут производиться мероприятия:

$Зоб\ 1год = 305\,500 * 10 = 3\,055\,000$ рублей.

$Зоб\ 3года = 3\,055\,000 * 3 = 9\,165\,000$ рублей, суммарно за три года.

Необходимо учесть электроэнергию по подъему флюида на поверхность для каждого года, как произведение объема жидкости на расходы по электроэнергии:

$Зэл.эн\ 1год = 82\,419 * 5,3 = 436\,821$ рублей за 2022 год;

$Зэл.эн\ 2год = 73\,124 * 5,3 = 387\,557,2$ рублей за 2023 год;

$\text{Зэл.эн } 3\text{год} = 58\,563,2 * 5,3 = 310\,384,2$ рублей за 2024 год. Суммарные затраты на электроэнергию составят:

$\text{Зэл.эн сум} = \text{Зэл.эн } 1\text{год} + \text{Зэл.эн } 2\text{год} + \text{Зэл.эн } 3\text{год} = 1\,134\,762,4$ рублей за три отчетных года.

Вычислим вложения на закачку жидкости при стимуляции пласта:

$\text{Закачка } 1\text{год} = 82\,419 * 87,3 = 7\,195\,182$ рубля за 2022 год;

$\text{Закачка } 2\text{год} = 73\,124 * 87,3 = 6\,383\,726$ рублей за 2023 год;

$\text{Закачка } 3\text{год} = 58\,563,2 * 87,3 = 5\,112\,565$ рублей за 2024 год.

Суммарные затраты на закачку жидкости составят:

$\text{Закачка сум} = \text{Закачка } 1\text{год} + \text{Закачка } 2\text{год} + \text{Закачка } 3\text{год} = 18\,691\,473$ рубля за три отчетных года.

Рассчитаем издержки по транспортировке продукта к конечному потребителю:

$\text{Зтран } 1\text{год} = 82\,419 * 11,4 = 939\,577$ рубля за 2022 год;

$\text{Зтран } 2\text{год} = 73\,124 * 11,4 = 833\,613,7$ рублей за 2023 год;

$\text{Зтран } 3\text{год} = 58\,563,2 * 11,4 = 667\,620,2$ рублей за 2024 год.

Суммарные издержки по транспортировке продукта за отчетный период составят:

$\text{Зтран сум} = \text{Зтран } 1\text{год} + \text{Зтран } 2\text{год} + \text{Зтран } 3\text{год} = 2\,440\,810,9$ рублей за три года. Рассчитаем издержки на подготовку продукта за отчетный период: $\text{Зпод } 1\text{год} = 82\,419 * 72,3 = 5\,958\,897$ рублей за 2022 год;

$\text{Зпод } 2\text{год} = 73\,124 * 72,3 = 5\,286\,866$ рублей за 2023 год;

$\text{Зпод } 3\text{год} = 58\,563,2 * 72,3 = 4\,234\,117$ рублей за 2024 год.

Суммарные издержки на технологическую подготовку продукта за три года:

$\text{Зпод сум} = \text{Зпод } 1\text{год} + \text{Зпод } 2\text{год} + \text{Зпод } 3\text{год} = 15\,479\,880$ рублей.

Рассчитаем издержки на содержание и использование арендованного оборудования ГРП и ТКРС:

$\text{ЗТКРС } 1\text{год} = 82\,419 * 370,4 = 30\,528\,012$ рублей за 2022 год;

$\text{ЗТКРС } 2\text{год} = 73\,124 * 370,4 = 27\,085\,133$ рублей за 2023 год;

$ЗТКРС \ 3год = 58\,563,2 * 370,4 = 21\,691\,799$ рублей за 2024 год.

Суммарные издержки на содержание и использование арендованного оборудования ГРП и ТКРС за отчетный период:

$ЗТКРС \ сум = ЗТКРС \ 1год + ЗТКРС \ 2год + ЗТКРС \ 3год = 79\,304\,944$ рублей. Теперь подсчитаем все издержки по годам суммарно:

$Зтек \ 1год = Зоб \ 1год + Зэл.эн \ 1год + Ззакачка \ 1год + Зтран \ 1год + Зпод \ 1год + ЗТКРС \ 1год = 48\,113\,489$ рублей за 2022 год.

$Зтек \ 2год = Зоб \ 2год + Зэл.эн \ 2год + Ззакачка \ 2год + Зтран \ 2год + Зпод \ 2год + ЗТКРС \ 2год = 43\,031\,895$ рублей за 2023 год.

$Зтек \ 3год = Зоб \ 3год + Зэл.эн \ 3год + Ззакачка \ 3год + Зтран \ 3год + Зпод \ 3год + ЗТКРС \ 3год = 35\,071\,486$ рублей за 2024 год.

Суммарные текущие издержки за три года составят:

$Зтек \ сум = Зтек \ 1год + Зтек \ 2год + Зтек \ 3год = 126\,216\,870$ рублей.

Теперь необходимо рассчитать капитальные вложения. В рамках нашей задачи не будет учитываться необходимость реконструирования и обновления технологической оснащенности оборудованного на месторождении. В капитальные вложения у нас войдет непосредственно весь расходный материал, требуемый для реализации всех мероприятий в полном объеме, в том числе и наем укомплектованного своим вооружением флот ГРП, в который будет входить: блендер, транспорт для подвоза расклинивающего агента (песок либо проппант), манифольд, лабораторное оборудование, насосно-компрессорные трубы, колонная головка, пакер для многократного использования, скрепер-перо шаблон, фонтанная арматура.

Обслуживающий персонал для планирования и реализации нужного дизайна гидроразрыва пласта: инженер –технолог, работник лаборатории.

Обслуживающий персонал, занятый непосредственно проведением гидроразрыва в полевых условиях: три оператора блендера, восемь операторов контролирующих работу агрегатов для нагнетания давления, два машиниста подъемного крана, водитель по подвозу расклинивающего агента.

Для проведения одной операции необходимо в среднем 80 тонн проппанта и 300 м3 жидкости разрыва:

$$C = 150 \cdot 115000 + 9 \cdot 97000 + 85000 + 270000 + 330000 + 65000 + 5800 \cdot 300 + 54545 \cdot 80 + 532000 = 3\,336\,560 \text{ рублей.}$$

Таким образом, расчетная стоимость операции ГРП будет равняться 3 336 560 рублей.

Прайс-лист на оказание данных услуг предоставлен в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Прайс-лист на оказание услуг и стоимости материалов

Наименование	Необходимое количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	115 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	970 000
Пакер	1	85 000
Колонная головка	1	270 000
Трубы НКТ	до 1500 м	330 000
Скрепер-перо шаблон	1	65 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м³	5800
Расклинивающий агент	руб./ т.	54545
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		532 000

Теперь необходимо посчитать денежный поток, полученный в результате реализации продукции, полученный от мероприятий. Это будет общий доход организации за вычетом расходов, связанных с эксплуатацией объекта и всевозможных отчислений. Необходимо так же произвести дисконтирование доходов первых годов, который производится по формуле 33:

$$P_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - E_t - H_t}{(1 + E_n)^t} \quad (33)$$

где, P_t – непосредственная прибыль от продажи нефти;

T- период, во время которого мы будем реализовывать наш проект; Vt – выручка от продажи нефти;

Эt - эксплуатационные затраты с амортизацией; Нt- сумма налогов;

Ен – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp – соответственно текущий и расчетный год.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчетного периода:

$$З_{\text{эсп.}} = З_{\text{тек+н}} + А_{\text{скв.}}$$

$$З_{\text{эсп}} = 91\,325\,535 \text{ рублей за } 2022 \text{ год};$$

$$З_{\text{эсп}} = 81\,432\,950 \text{ рублей за } 2023 \text{ год};$$

$$З_{\text{эсп}} = 65\,944\,223 \text{ рублей за } 2024 \text{ год}.$$

$$\text{Итого за } 3 \text{ года расчетного периода} - 238\,702\,708 \text{ рублей}.$$

$$\text{Валовая прибыль от реализации на каждый год расчетного периода: } P_t = V_t - (З_{\text{эсп}} + Н_{\text{ндс}} + Н_{\text{акц}} + Н_{\text{им}})$$

$$P_1 = 111\,862\,073 \text{ рублей за } 2022 \text{ год};$$

$$P_2 = 98\,841\,733 \text{ рубля за } 2023 \text{ год};$$

$$P_3 = 78\,435\,642 \text{ рубля за } 2024 \text{ год}.$$

Итого за 3 года расчетного периода – 289 139 449 рублей. Налог на прибыль на каждый год расчетного периода:

$$Н_{\text{пр.}} = 111\,862\,073 \cdot 24\% = 26\,846\,897 \text{ руб., за } 2022\text{г.}$$

$$Н_{\text{пр.}} = 98\,841\,733 \cdot 24\% = 23\,722\,016 \text{ руб., за } 2023\text{г.}$$

$$Н_{\text{пр.}} = 78\,435\,642 \cdot 24\% = 18\,824\,554 \text{ руб., за } 2024\text{г.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 69 393 468 рублей. Прибыль предприятия на каждый год расчетного периода: $P_{\text{пр.}} = P_t - Н_{\text{пр}}$

$$P_{\text{пр.}} = 85\,015\,175 \text{ рублей за } 2022\text{год};$$

$$P_{\text{пр.}} = 75\,119\,718 \text{ рублей за } 2023\text{год};$$

$$P_{\text{пр.}} = 59\,611\,088 \text{ рублей за } 2024 \text{ год}.$$

$$\text{Итого за } 3 \text{ года расчетного периода} - 219\,745\,981 \text{ руб.}$$

Дисконтированная прибыль на каждый год расчетного периода: $P_{\text{пр.диск.}} = 73\,926\,239 \text{ рублей за } 2022 \text{ год};$

Пр.диск. = 65 321 494 рублей за 2023 год;

Пр.диск. = 51 835 729 рублей за 2024 год.

Итого за 3 года расчетного периода – 191 083 461 рубль.

4.3 Расчет экономических показателей проекта

Поток денежной наличности

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(Pt + At) - Kt}{(1 + Eн)^{t-tp}}, \quad (34)$$

где, NPV - дисконтированный поток денежной наличности; Pt-прибыль от реализации в t-м году;

At – амортизационные отчисления в t-м году;

Kt - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчетного периода:

NPV1 = 53 735 968 рублей за 2022 год;

NPV2 = 46 242 455 рублей за 2023 год;

NPV3 = 34 505 324 рублей за 2024 год.

Итого NPV за 3 года расчетного периода – 134 483 747 рублей.

Положительная величина чистого дисконтированного дохода (NPV>0) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

Индекс доходности

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-t_p}} \quad (35)$$

Определим индекс доходности (PI) :

$$PI = (63\,872\,921/1,15) / (35\,671\,850/1,15) = 1,8$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть $PI > 1$, а это является критерием эффективности проекта.

Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-t_p}} = 0 \quad (36)$$

где, Пок - период возврата вложенных средств, годы. Определим прибыль предприятия в месяц:

$$П_{ср} = 219\,745\,981 / 36 = 6\,104\,055 \text{ руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП: $Пок = 35\,671\,850 / 6\,104\,055 = 5,8 \text{ мес.} = 0,5 \text{ года.}$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 0,5 года, период за которым значение NPV и дальше положительно.

4.4 Экономическая оценка проекта

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», РД 153-39-007-96.

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих

экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода.

За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 219,745 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах Приобского месторождения, приведена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	2022г.	2023г.	2024г.
Прирост добычи нефти, тыс.т	40,7	36,1	28,9
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	264,6	234,8	188,0
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	91,3	81,4	65,9
Сумма налогов и платежей, млн.руб.	115,3	102,2	81,7
Прибыль предприятия, млн.руб.	85,0	75,1	59,6
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб	53,7	46,2	34,5
Индекс доходности (PI), доли ед	1,8		
Срок окупаемости, год	0,5		

Вывод

В результате расчетов получилось, что проект по реализации гидроразрыва пласта является экономически выгодным и целесообразным. Причем в результате инвестиций выгодоприобретатель получит дополнительный дисконтированный доход в размере 134,484 млн. рублей, индекс доходности предприятия 1,8, срок окупаемости полгода, что в условиях сроков проекта, три года, является очень привлекательным. При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за три года составит 105,7 тыс. т нефти.

5. Социальная ответственность

Гидравлический разрыв пласта является одним из самых популярных методов увеличения нефтеотдачи, применяемых на месторождении. Он позволяет существенно увеличить добычу нефти, а также вовлечь в разработку изолированные пропластки. При этом процедура проведения мероприятия достаточно сложная с технологической точки зрения, что требует повышенного внимания к технике безопасности.

Для Приобского месторождения (ХМАО) важно обеспечивать безопасность сотрудников. Забота о жизни и здоровье своих работников является приоритетным направлением для компании. Все это требуется внимательного изучения проектной литературы, составления свода правил по технике безопасности, обеспечение своих сотрудников необходимым инвентарем.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромышленным оборудованием, соответствующим определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования входят различные защитные средства, и она обеспечивает удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область соответствует требованиям [18], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место проектируются в соответствии с [19]. Проектирование учитывает стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование является легкодоступным и безопасным. Рабочее пространство спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

5.2 Производственная безопасность

Проведен анализ вредных и опасных факторов, которым подвергается человек во время проведения гидравлического разрыва пласта. Вредность данной операции обозначается в ряде нормативных документов (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при проведении гидравлического разрыва пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Гидравлический разрыв пласта.	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.	1.Движущиеся машины и механизмы.	1. МР 2.2.7.2129-06. 2. СанПиН 2.2.4.3359-16. 3. СанПиН 2.2.4.1191-03.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Гидравлический разрыв пласта.	2.Повышенный уровень вибрации. 3.Повышенный уровень электромагнитных излучений.	2.Подвижные части производственного оборудования. 3.Уровень воздействия вредных химических веществ. 4.Повышенная напряженность электрического поля.	4. ГН 2.2.5.2308 – 07. 5. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. 6. ГОСТ Р 22.3.03-94 7. ГОСТ 12.2.049-80. 8. ГОСТ Р ИСО 6385-2007. 9. ГОСТ 12.1.012-90.

Продолжение таблицы 5.1

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

На месторождении регулярно приходится проводить работы на открытом воздухе. Все это оказывает вредное воздействие на организм человека – переохлаждение может стать причиной ухудшения состояния здоровья человека. В следствии этого надо уделять внимание времени работы на открытом воздухе – таблицы 4.2.

Таблица 5.2 - Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в условиях крайнего севера в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат*.

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м2 (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	-"
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

* Учтена наиболее вероятная скорость ветра (3,6 м/с).

Помимо этого, необходимо обеспечивать сотрудника специальной формой (рукавицы, обувь, головные уборы, которые имеют высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость), местами для отдыха, а также иметь поблизости врачебный персонал, способной оказать первую медицинскую помощь.

Повышенный уровень вибрации.

Сложные механизмы, используемые при проведении гидравлического разрыва пласта, становятся источником вибрационного воздействия на организм человека. Необходимо тщательно контролировать уровень вибрационного воздействия, обеспечивать защиту работников от влияния вредных факторов, проводить регулярные проверки СИЗ (средства индивидуальной защиты), а именно: каска, очки, наушники, перчатки, спец обувь, спец костюм, предназначенных от механических и химических воздействий.

В непосредственной близости от места проведения ГРП находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-83. При осуществлении гидравлического разрыва пласта создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости разрыва и жидкости песконосителя. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения ГРП составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Повышенный уровень электромагнитных излучений.

Оборудование, создающее электромагнитные излучение, подвергается тщательному контролю, поскольку может становиться причиной оказания вредного воздействия на человеческий организм.

Необходимо использовать защитное оборудование, проводить регулярный контроль за уровнями магнитного поля, иметь поблизости средства для оказания первой медицинской помощи.

Детальная информации об ограничениях при работе с приборами с постоянно действующим магнитным полем – таблица 5.3.

Таблица 5.3 - ПДУ постоянного магнитного поля

Время воздействия за рабочий день, минуты	Условия воздействия			
	общее		локальное	
	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл
0 - 10	24	30	40	50
11 - 60	16	20	24	30
61 - 480	8	10	12	15

5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. При проведении гидравлического разрыва пласта приходится работать с крупногабаритным подвижным оборудованием, которое может причинить вред здоровью человека. Для его предотвращения необходим инструктаж с персоналом, оборудования опасных устройств защитными ограждениями, предупреждающими табличками. При этом люди не должны работать вблизи движущихся механизмов.

Химический уровень воздействия вредных веществ. Закачиваемые флюиды содержат в себе вредные вещества, способные причинить вред здоровью человеческого организма. Для обеспечения безопасности сотрудников необходимо проводить проверку уровня концентрации вредных веществ в рабочей зоне в соответствии с ГН 2.2.5.2308 – 07.

Также необходимо обеспечивать работников противогазами, проводить курсы по технике безопасности.

Повышенная напряженность электрического поля. Электрический ток – источник вреда для здоровья человека, который, в случае несоблюдения техники безопасности может приводить к летальным исходам.

Для того чтобы этого избежать необходимо четко следовать инструкциям ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ, проводить регулярный осмотр оборудования, проводов. К работам под напряжением может быть допущен только специально обученный персонал, прошедший все необходимые курсы по технике безопасности и оснащенные специальным инвентарем.

При проведении работ по ГРП существует риск поражения персонала электрическим током. Они возникают при контакте с токоведущими частями, при попадании в поле растекания тока по земле, при пробое электроизоляции.

На минимизации существующего риска технологическое оборудование должно удовлетворять следующим требованиям: обеспечение недоступности токоведущих частей; технологическое оборудование должно быть заземлено; персонал при проведении работ по обслуживанию оборудования должен иметь индивидуальные средства защиты: резиновые перчатки, диэлектрические коврики.

Расчет заземления

Расчет защитного заземления для электропитающей установки мощностью 45кВт, распределяющей энергию напряжением 380/220В, сводится к определению числа заземлителей и длины соединительной полосы исходя из допустимого сопротивления заземления.

Таблица 5.4 – Исходные данные

Вид заземления	выносное
Длина заземлителя l , м	2,7
Глубина заложения заземлителя в грунт h , м	0,65
Коэффициент сезонности K_c	2,0

Продолжение таблицы 5.4

Удельное сопротивление грунта ρ , Ом·м	70
Диаметр заземлителя d , м	55
Ширина соединительной полосы b , м	50
Допускаемое сопротивление системы заземления по ПУЭ R_{Σ} , Ом	4

1. В качестве заземлителя выбираем стальную трубу диаметром $d = 55 \text{ мм}$, а в качестве соединительного элемента – стальную полосу шириной $b = 50 \text{ мм}$.

2. Выбираем значение удельного сопротивления грунта соответствующее или близкое по значению удельному сопротивлению грунта в заданном районе размещения проектируемой установки.

3. Определяем значение электрического сопротивления растеканию тока в землю с одиночного заземлителя

$$R_z = 0,366 \frac{\rho \cdot K_c}{l} \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + l}{4t - l} \right) =$$

$$= 0,366 \frac{70 \cdot 2}{2,7} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,7}{0,055} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 2,7}{4 \cdot 2 - 2,7} \right) = 40,62 \text{ Ом.} \quad (27)$$

где $\rho = 70 \text{ Ом}$ - удельное сопротивление грунта,

$K_c = 2,0$ - коэффициент сезонности,

$l = 2,7 \text{ м}$ - длина заземлителя,

$d = 55 \text{ мм}$ - диаметр заземлителя,

$t = h + 0,5l = 0,65 + 0,5 \cdot 2,7 = 2 \text{ м}$ - расстояние от поверхности грунта до середины заземлителя.

4. Рассчитываем число заземлителей без учета взаимных помех, оказываемых заземлителями друг на друга, так называемого явления взаимного “экранирования”

$$n' = \frac{R_z}{R_{\Sigma}} = \frac{40,62}{4} = 10,15 \approx 10. \quad (28)$$

5. Рассчитываем число заземлителей с учетом коэффициента

экранирования

$$n = \frac{n'}{\eta_3} = \frac{10}{0,58} = 17,24 \approx 18 \quad (29)$$

где $\eta_3 = 0,58$ - коэффициент экранирования.

Принимаем расстояние между заземлителями $a = l = 2,7 \text{ м}$

6. Определяем длину соединительной полосы

$$l_{\Pi} = 1,05 \cdot n \cdot a = 1,05 \cdot 18 \cdot 2,7 = 51,03 \text{ м.} \quad (30)$$

7. Рассчитываем полное значение сопротивления растеканию тока с соединительной полосы

$$R_{\Pi} = 0,366 \frac{\rho \cdot K_c}{l_{\Pi}} \lg \frac{2 \cdot l_{\Pi}^2}{b \cdot h} = 0,366 \frac{70 \cdot 2}{51,09} \lg \frac{2 \cdot 51,03^2}{0,05 \cdot 0,65} = 5,2 \text{ Ом.} \quad (31)$$

8. Рассчитываем полное значение сопротивления системы заземления

$$R_{3y} = \frac{R_3 \cdot R_n}{R_3 \cdot \eta_n + R_n \cdot \eta_3 \cdot n} = \frac{40,62 \cdot 5,2}{40,62 \cdot 0,51 + 5,2 \cdot 0,58 \cdot 18} = 2,82 \text{ Ом.} \quad (32)$$

где $\eta_n = 0,51$ - коэффициент экранирования полосы.

Сопротивление $R_{3y} = 2,82 \text{ Ом}$ меньше допускаемого сопротивления, равного 4 Ом . Следовательно, диаметр заземлителя $d = 55 \text{ мм}$ при числе заземлителей $n = 18$ является достаточным для обеспечения защиты при выносной схеме расположения заземлителей.

- пожароопасность оборудования

На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан, он может выделяться при проведении работ по техническому перевооружению скважины, ввиду неисправной системы герметизации.

Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности - четвёртый [3].

Поражающим воздействием на организм человека при пожаре обладает не только открытое пламя и повышенная температура, но и возможно возникновение таких поражающих факторов, как осколки, электрический

ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

5.3 Охрана окружающей среды

Процесс проведения гидравлического разрыва пласта может оказать негативную роль на экологическую безопасность нашей земли. Наибольшую угрозу представляют аварии, которые возникают при проведении гидравлического разрыва пласта и могут привести к загрязнению окружающей среды.

Литосфера. При разработке месторождения (бурения скважин, добычи, проведения гидроразрыва пласта) возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

Гидросфера. Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов

обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусмотрено концентрированное размещение скважин в кустовом основании, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля.

Для обеспечения артезианской водой технологических потребностей строительства эксплуатационных скважин на каждой планируемой кустовой площадке предусматривается бурение по одной артскважине глубиной 170 м. Артезианские воды приурочены к водоносному горизонту разнотернистых песков атлымской и новомихайловской свит, залегающих в интервале глубин 150-165м, защищенных от загрязнения с поверхности глинистыми толщами. Воды пресные, по химическому составу гидрокарбонатные, кальциево-магнмивые с содержанием железа до 5.8 мг/л.

В целях исключения загрязнения водоносного горизонта пресных вод при бурении разведочно-эксплуатационных артскважин в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Участок вокруг устья скважины размером 1.0 x 1.0 x 0.1 м бетонируется. С целью предупреждения загрязнения подземных вод вокруг артскважин организуется зона санитарной охраны (ЗСО).

Атмосфера. При проведении операций возможен выброс опасных (токсичных) веществ в атмосферу. Необходимо тщательно проверять все оборудование, чтобы предотвратить возможные утечки. Работающий персонал должен четко знать правила труда на предприятии.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Площадка куста скважин относится к категории опасных производственных объектов. Технологические сооружения площадки куста

скважин являются взрыво-пожароопасными: в аварийной ситуации возможна разгерметизация оборудования и трубопроводов с неконтролируемым выходом нефти и нефтяного газа в помещение замерной установки и на территорию площадки с последующим воспламенением и взрывом. Причиной аварии могут быть неполадки оборудования, ошибочные действия персонала, отступления от норм технологического регламента, внешние воздействия природного и техногенного характера.

Практика показывает, что наиболее вероятным является полное разрушение оборудования и трубопроводов, чем образование локальных повреждений. Поэтому для оценки воздействия объекта в случае аварийной ситуации рассматриваются сценарии аварий с максимальным выбросом опасных веществ (нефть, газ).

Негативное действие на окружающую среду в случае аварийной ситуации может проявиться в загрязнении атмосферного воздуха продуктами сгорания углеводородных газов, термическим воздействием.

Последствия аварий на человека выражаются в потере трудоспособности, здоровья.

Анализ работы аналогичных объектов в нормальном режиме и анализ чрезвычайных ситуаций, возникающих на них, показывает, что для кустовой площадки скважин наиболее вероятны следующего характера аварии:

- взрыв парогазовой смеси при разгерметизации сепарационной емкости в ЗУ;
- разгерметизация выкидного трубопровода, приводящая к авариям по нескольким сценариям - ранний взрыв выделившегося газа из трубопровода, поздний взрыв с участием паров разлитой нефти, пожар пролива;
- взрыв парогазовой смеси при разгерметизации подземной емкости.

При проведении гидравлического разрыва пласта наибольшую опасность представляет потеря контроля за закачкой жидкости разрыва, а также работа с взрывоопасным флюидом.

Порядок действия в случае ЧС

В первую очередь необходимо удалиться на максимальное расстояние от предмета опасности. После этого следует сообщить о произошедшем ответственным людям, назвав им свои контактные данные.

Далее надо убедиться в сохранности окружающих, оказать всем, кому требуется первую помощь [20].

Заключение

Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Гидроразрыв широко используется как в отечественной, так и зарубежной практике нефтедобычи.

Значительный опыт ГРП уже накоплен на Приобском нефтяном месторождении. Анализ выполненных на месторождении ГРП указывает на высокую эффективность для месторождения данного вида интенсификации добычи, несмотря на существенные темпы падения дебита после ГРП. Гидроразрыв пласта в случае с Приобским нефтяным месторождением является не только методом интенсификации добычи, но и увеличения нефтеотдачи. Во-первых, ГРП позволяет подключить недренируемые запасы нефти в прерывистых коллекторах месторождения. Во-вторых, данный вид воздействия позволяет отобрать дополнительный объем нефти за приемлемое время эксплуатации месторождения.

Таким образом, ГРП следует рассматривать основным способом интенсификации добычи на Приобском нефтяном месторождении.

В данной работе приведена геологическая характеристика Приобского нефтяного месторождения, анализ состояния разработки на сегодняшний день, состояние фонда скважин на месторождении. Проведен анализ гидравлического разрыва пласта на Приобском нефтяном месторождении. Описана технология ГРП, применяемые материалы и техника. Обоснован высокотехнологичный гидроразрыв пласта с использованием смеси на основе полиакриламида; исследована технология МСГРП на горизонтальных скважинах с использованием безшаровой технологии, основанной на использовании сдвижных муфт (Mongoose); а также обоснован опыт применения технологии Хай-Вей при ГС МСГРП, основанный на подаче волокна Файбер (Fiber) при закачке проппанта.

Наиболее перспективным направлением в развитии технологии выявлено ГРП, произведенное на скважинах с горизонтальным окончанием,

оборудованных муфтами ГРП (как вновь вводимые, так и с боковым стволом, забуренным на материнский). Это можно объяснить тем, что Приобское нефтяное месторождение по своим параметрам предрасположено к проведению подобных мероприятий в силу наличия чисто нефтяной зоны пласта, отсутствием в объектах эксплуатации пропластков насыщенных водой.

В ходе анализа ГРП выявлено следующее: ГРП с использованием жидкости проппантоносителя на основе полиакриламида увеличивает длину образовавшейся трещины на 15%, что, согласно расчетам, увеличивает дебит скважины в 5,27 раза; использование полиакриламида при ГРП увеличивает эффективность ГРП на 9,5% по сравнению со стандартным ГРП.

В работе рассчитан экономический эффект от получения дополнительной добычи нефти, учитывая основные расходы на ГРП.

В результате расчетов получилось, что проект по реализации гидроразрыва пласта является экономически выгодным и целесообразным. Причем в результате инвестиций выгодоприобретатель получит дополнительный дисконтированный доход в размере 134,484 млн. рублей, индекс доходности предприятия 1,8, срок окупаемости полгода, что в условиях сроков проекта, три года, является очень привлекательным. При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за три года составит 105,7 тыс. т нефти.

Список литературы

1. Баловацкая А.А. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник науки и образования. 2019. №8-1 (62). URL: <https://cyberleninka.ru/> (дата обращения: 05.05.2021).
2. Васильев В.А., Верисокин А.Е. Гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. №6. URL: <https://cyberleninka.ru/> (дата обращения: 05.05.2021).
3. Стрекалов А.В., Королев М.С. Обоснование показателей гидроразрыва пласта для горизонтальных скважин // Территория нефтегаз, 2010. № 5. С. 14-16.
4. Гидравлический разрыв пласта: учебное пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве. М.: Недра, 1986. 165 с.
5. Бархатов Э.А., Яркеева Н.Р. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Известия ТПУ. 2017. №10. URL: <https://cyberleninka.ru/> (дата обращения: 05.05.2021).
6. Габриэляц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1984 г.
7. Карогодин Ю. Н., Ершов С. В., Сафонов В. С. и др. «Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект». Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. 252 с.
8. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.
9. Протокол заседания ГКЗ РФ от 16.05.1997 г. № 427. Рассмотрение материалов подсчета запасов нефти и растворенного газа ЮЛТ Приобского месторождения выполненных ОАО – Югранефть и Амоко Евразия Петролеум Компании.
10. Иламанов И.А. Нефтеносность Приобского нефтяного месторождения. // Международный научный журнал «Символ науки» №12-3/2016.

11. Гидрогеология СССР том 16. Западно-Сибирская равнина. М.: Недра, 1970. 368 с.
12. Альтемиров, Д. В. Характеристика Приобского нефтяного месторождения / Д. В. Альтемиров. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2017. – № 3 (137). – С. 204-207.
13. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2)
14. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Клещенко И.И. Перспективы использования физико-химических методов для увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – №3. – С. 20–25.
15. Сургучев М.Л., Кузнецов О. Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое тепловое циклическое воздействие на пласт. М.: Недра. 1975. 195 с.
16. Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В., Шуплецов В.А., Клещенко И.И. Состав для обработки призабойной зоны пласта // Патент России № 2276724. Оpubл. 20.05.2006. – Бюл. №14.
17. Афанасьев И., Усманов Т., Муллагалин И., Абабков К. и др. Анализ влияния ГРП на нефтеотдачу пластов месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» // НТЖ Технологии ТЭК. 2005. № 5 (24). С. 48-55.
18. Мустаев Я. А., Илюков В. А., Мавлютова И. И. Пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта // Нефтепромысловое дело. 1979. № 8. С. 9-11.
19. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М.: Недра, 1980. - 202 с.
20. Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А. Прогноз геометрии трещины ГРП // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 62-66.
21. ГОСТ Р 51761-2013. Пропанты алюмосиликатные. Технические условия (с Поправкой).

22. Паршукова Л.А., Леонтьев Д.С. Ремонт скважин с использованием установки «Непрерывная труба» : учебное пособие / Л. А. Паршукова, Д.С. Леонтьев – Тюмень :ТюмГНГУ, 2015. – 143 с.

23. СанПиН 2.2.4.1191-03. «Электромагнитные поля в производственных условиях».

24. ГН 2.2.5.2308-07. Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

25. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.

26. Регулирование реологических и фильтрационных свойств сшитых полимерных систем с целью повышения эффективности воздействия на пласт/ А. Г. Телин, М. Э. Хлебникова, В. Х. Сингизова, Г. З. Калимуллина, А. Ф. Хакимов, О. С. Кольчугин, Т. И. Исмагилов // Вестник Инжинирингового Центра ЮКОС. 2002. №4. С. 41- 45.

27. Новые сшитые полимерные составы на основе частично гидролизованного полиакриламида для ограничения водопритока и выравнивания профиля приемистости / Е. И. Коптяева, Д. В. Каразеев, В. А. Стрижнев, С. А. Вежнин, А. Г. Телин // Нефть. Газ. Новации. 2014. №10. С. 45-49.

28. Земцов Ю. В., Баранов А. В., Гордеев А. О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. 2015. №7. С.11-122.

29. Оптимизация составов сшитых гелей на основе полимеров акриламида для водоизоляции в различных геолого-физических условиях / Т. А. Исмагилов, М. З. Игдавлетова, И. М. Ганиев, А. Г. Телин. // Нефтепромысловая химия: материалы II Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 85-летию РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. М., 2015. С.71-76.

30. Баширова А. М., Яркеева Н. Р. Построение цифровой фильтрационной модели пласта БВ8 Северо-Покурского месторождения //

Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2015. № 6. С. 94-108. URL:
http://ogbus.ru/issues/6_2015/ogbus_6_2015_p94-108_BashirovaAM_ru.pdf

Приложение А

Данные для расчета экономической эффективности

Скважина	Параметры до ГРП		Параметры после ГРП						Прогноз добычи нефти без ГРП, т	Добыча нефти после ГРП за 3 года, т	Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, т
	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	2022г		2023г.		2024г.				
			Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут			
15222	5,4	13,7	12,1	27,3	11,4	26,2	10,3	23,9	5863,9	13162,6	7298,7
15106	3,4	8,4	14,4	30,8	13,4	29,6	12,2	26,2	3742,9	10105,8	6362,9
13074	5,6	14,2	16,9	38,7	15,8	36,5	14,2	33,0	6113,4	14846,8	8733,4
13068	8,1	10,3	17,5	19,4	16,5	18,2	14,8	17,1	8858,2	20024,6	11166,4
41200	3,6	8,5	9,0	19,4	8,4	18,2	7,6	16,0	3992,4	14597,3	10604,9
15444	13,7	35,8	24,7	57,0	23,2	53,6	21,0	49,0	14971,6	33062,3	18090,7
13123	5,7	15,5	21,0	50,1	19,7	46,7	17,8	42,2	6238,2	13599,2	7361,0
15002	26,8	59,2	44,2	86,6	41,6	80,9	37,4	72,9	29319,4	45912,9	16593,5
15007	4,9	16,9	10,5	31,9	9,8	29,6	8,9	27,3	5364,8	12164,5	6799,7
42137	21,0	43,0	39,4	71,8	37,0	67,2	33,4	60,4	22956,8	35682,3	12725,8
Итого:									107421	213158,1	105737

Приложение Б
Раздел на английском языке

Literary and analytical reviews on the research topic

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Архипов Дмитрий Викторович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Theoretical foundations of GTM: types, principle of operation, scope of application

Geological and technical measures (GTM) are works carried out on wells in order to regulate the development of fields and maintain the target levels of oil production. With the help of geological and technical measures, oil-producing enterprises ensure the implementation of the project indicators of field development.

Geological and technical measures differ from other measures at oil wells in that as a result of the implementation of these measures, enterprises, as a rule, receive an increase in oil production. Each oil producing company determines which activities should be attributed to the GTM, and which to other repairs.

All work in the well is divided into major and underground (current) repairs, while

- * major repairs include works related to changing the object of well operation, fixing loose collectors, restoring the tightness of the casing string and eliminating its deformation, cutting the second shaft, limiting the inflows of reservoir, injected water and water from reservoirs, with fishing and other similar works with underground equipment;

- * underground (current) repairs include work related to the transfer of wells from one mode of operation to another, with the provision of a given technological mode of operation of underground operating equipment, changing the operating modes and changing this equipment, cleaning the wellbore and lifting pipes from sand, paraffin and salts.

In most cases, GTM refers to the overhaul of wells. Although in some companies, certain types of routine repairs can also be counted as GTM (for example, changing a well pump with a lower capacity to a pump with a higher capacity).

Geological and technical measures are carried out at all stages of field development. But most intensively - in the later stages. In mature fields with declining production and increasing water cut, GTM is particularly relevant.

The selection of effective geological and technical measures at each oil field is one of the main tasks of the company's geological service. As a rule, GTM events are planned annually when preparing the business plan of an oil-producing enterprise. And then they are updated and adjusted on a monthly basis.

Usually, the following types of GTM include:

Hydraulic fracturing (Hydraulic fracturing)

The purpose of hydraulic fracturing is to increase the permeability of the bottom-hole zone by creating artificial or expanding natural cracks in the formation rock. This is achieved by pumping viscous liquids into the formation with a high flow rate and under high pressure (above the pressure of rock rupture). Granular material (proppant) is transported into the cracks formed by the fracturing fluids, which fixes the cracks in the opened state after the excess pressure is removed.

Processing of the bottom-hole zone (OPZ)

This is probably the most widely used type of GTM. There are a great many technologies for influencing the bottom-hole zone of the formation. Most often, OPZ is carried out with various acidic compositions. For carbonate reservoirs and reservoirs with a high content of carbonate cement, the injection of acid compositions based on hydrochloric acid is most often used. For terrigenous reservoirs-injection of acid compositions based on hydrofluoric acid.

Transfer to the overlying horizon (PVLG)

As a rule, the development of the field begins with the lower productive layers. As they are depleted, the wells are transferred to the overlying productive layers that are not covered by development.

At the same time-separate operation (EPR)

According to the Rules of subsurface protection, it is necessary to keep separate records of products for each development object. This is necessary in order to be able to track the production of reserves for each object and evaluate the achieved KIN. If the underlying productive horizon is far from depletion, and above it there is another oil-saturated reservoir, allocated to a separate development object, then special equipment is used that allows you to

simultaneously operate different development objects in one well with separate accounting for production for each object. The implementation of the EPR system is often separated into a separate type of GTM.

Drilling of side shafts (cutting of side shafts)

Drilling sidetracks from existing wells is an effective way to overhaul and reconstruct wells. The technology is particularly effective for fields at a late stage of development.

Repair and insulation works (RIR)

Repair and insulation works are carried out in order to eliminate leaks in the production column and limit the water flow into the well. RIR can be carried out by various tampon materials (cement, liquid glass), installation of a patch or packers (two-packer arrangements, for example). The peculiarity of this type of GTM is that the effectiveness of the work carried out is rather not in obtaining additional oil production, but in reducing the water content in the well products.

In addition to these, there are other types of GTM. For example, withdrawal from inactivity, withdrawal from conservation, reperforation, completion, optimization of GNO.

GTM is also carried out on the injection fund of wells. At injection wells, work is carried out on cleaning the bottom of the well, processing the bottom-hole zone in order to increase the pick-up rate and/or equalize the pick-up profile, work on eliminating unproductive injection (leakage of production columns, backflow flows), etc.

Hydraulic fracturing technology. General theory, principle of operation, scope of application, etc.

In order to increase the total volume of oil recovery from the reservoir as much as possible, to improve the quality of raw materials and to optimize the work, measures are planned and implemented to improve the inflow. The main task here is to prevent deterioration of the reservoir-filtration properties of the bottom-hole zone, as well as their improvement, which is achieved, in its main part, by slowing down the water supply of oil wells, as well as reducing the

viscosity of the fluid and improving the permeability of the formation rocks; the latter parameter is maintained and even improved due to the measures taken to artificially expand the inflow channels and increase fracturing, among other things, all kinds of deposits from the walls of pores and cracks, such as paraffin and various kinds of mud impurities, are leveled.

All types of measures to increase the permeability can be divided into three large groups:

- physical;
- chemical;
- thermal.

The choice of method is influenced by the specific parameters of the formation, and it often happens that these methods are used in various combinations and combinations to ensure the most effective result.

To increase the flow of oil or gas to the bottom of the well when opening reservoir rocks with low permeability, a system of cracks should be formed in the bottom-hole zone for better filtration.

To conduct hydraulic fracturing, it is necessary to create a pressure sufficient to break the rock forming the reservoir with the help of the fracturing fluid. In order to ensure the formation of new cracks and the expansion of existing ones. At the same time, if you continue to feed the liquid at the desired speed and pressure. This can be achieved by injecting a process fluid into the reservoir with a flow rate that is higher than the maximum volume of liquid absorbed by the reservoir. A highly conductive crack begins to form in the rock, and it is necessary to pump a proppant agent (sand, proppant) of various characteristic sizes and strengths to fix the desired crack geometry.

Similarly, in reservoirs composed of carbonate rock, a fracturing fluid prepared on the basis of acid can be used. This fluid not only breaks the rock, but also creates additional channels, producing them in the process of fracturing due to a chemical reaction, and these channels do not require fixing with a proppant agent.

In the resulting cracks, a linear fluid flow regime is observed, respectively, this leads to a decrease in resistance losses and, as a result, to a faster and better selection of fluid from the development object. Properly planned and timely hydraulic fracturing can lead not only to accelerated fluid extraction, but also, in principle, to an increase in KIN and the achievement of more effective economic indicators.

Hydraulic fracturing has proven itself during its use as a universal method of production intensification, which can be carried out in reservoirs of different permeability, both low and high enough. However, it is clear that it is most often used for formations or their individual zones with a small permeability index. Moreover, some fields, such as Priobskoye, could not be put into operation at all without modern hydraulic fracturing technologies, where it is a mandatory measure when putting a well into operation. Fractures resulting from hydraulic fracturing give a significant increase in interaction with the rock, sometimes involving in the production of those areas of the formation that were generally isolated before. All this increases both the production rate of the well and the economic indicators of the profitability of production in these licensed areas.

The main tasks that the hydraulic fracturing system should solve are:

- reducing and leveling the rate of production decline
- returning to the previous level and intensifying fluid production
- achieving the optimal well operation mode

When conducting hydraulic fracturing on a formation with low permeability, it is required to fix the crack geometry with a proppant agent, in this capacity can be used:

- sand;
- medium strength proppant (ISP);
- high strength bauxite (HSP).

In addition to the type of proppant for various purposes and conditions, according to the design of the hydraulic fracturing, its fractions or a mixture of them can be used. Currently, two main types of proppant pellets are actively used:

16/20 and 12/18 and, as secondary ones, 16/30 and 20/40. The other fractions are more exotic and less applicable. Since the requirements for the wedging agent are quite high, GOST has been developed and introduced.

The crack geometry resulting from the event is very important for the success of the hydraulic fracturing operation. During the implementation of hydraulic fracturing, cracks of a certain orientation are formed in space: horizontal, vertical, directed at an angle. The direction of the crack depends on several main parameters:

- stress lines of rock stresses and their direction;
- characteristics of the rocks forming the reservoir.

Hydraulic fracturing activities are usually carried out with the help of a hydraulic fracturing fleet Figure 1.

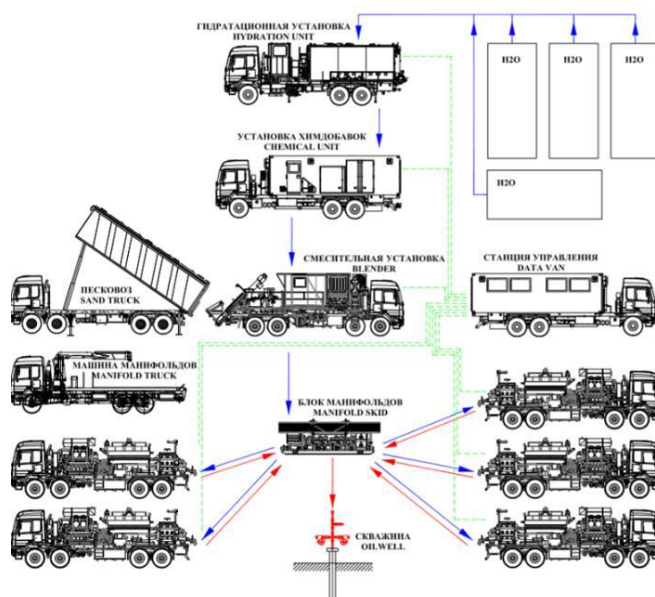


Figure 1 - Composition of the hydraulic fracturing fleet

Currently, it has begun to gain popularity for hydraulic fracturing with the help of a coiled tubing fleet.

When using coiled tubing installations, the key principles of hydraulic fracturing are the same as when performing these activities in accordance with traditional technology.

However, coiled tubing equipment has certain advantages, namely:

- the process can be provided when the equipment is lowered into the lifting pipe column, so that the operation of the well can be started immediately after the application of this method;

- the time required for carrying out the work is reduced, since in this case there is no need to remove the lifting pipe columns located in the well, as well as to lower the tubing column with a packer;

- there is also no need for silencing the well and the accompanying operation to call the inflow, designed to enable the lifting of the equipment.

Hydraulic fracturing using polyacrylamide

The current state of the oil fields of Western Siberia is characterized by the massive entry of deposits into the late stage of development, accompanied by high water content of well production while maintaining significant residual oil reserves. This encourages oil companies to resort to large-scale implementation of methods for limiting water flows and increasing oil recovery (PNP). This primarily applies to technologies for leveling the pick-up profile (runway) at injection wells.

Another feature of the current state of the oil industry is the mass implementation of measures to intensify oil production. These are optimization of the operating modes of producing wells by reducing the bottom-hole pressure below the oil saturation pressure with gas, stimulation of wells by hydraulic fracturing (FRAC) and treatment of the bottom-hole formation zone (OPZ). When selecting wells for such activities, the issue of their impact on the rate of water flooding of products is usually not considered. At the same time, in practice, there are a large number of cases of an increase in the water content of well products after geological and technical measures (GTM) are carried out in them to force fluid withdrawals, as well as cases of a decrease in the rate of water flooding.

Another important feature of the current state of the oil industry is the massive development of deposits of hard-to-recover oil reserves. First of all, this applies to deposits with low-permeable reservoirs, where well stimulation with hydraulic fracturing is massively applied. This also applies to waterfowl oil deposits with mass flooding of wells by means of backwater flows.

The tasks of reducing the rate of decline in production and re-extraction of residual reserves require the use of new technologies. At the same time, technologies that do not require capital expenditures for implementation are preferred. Such flow-deflecting technologies include the injection of cross-linked polymer compositions based on polymers of a number of acrylamide and crosslinkers - salts of polyvalent metals.

Thus, a feature of the current state of the oil industry is the mass implementation of measures to intensify oil production. These are optimization of the operating modes of producing wells by reducing the bottom-hole pressure below the oil saturation pressure with gas, stimulation of wells by hydraulic fracturing (FRAC) and treatment of the bottom-hole formation zone (OPZ).

Technologies for improving the efficiency of oil production can be divided into the following groups:

- 1) regulation of filtration flows, oil displacement-by injection of water into the reservoir;
- 2) water isolation works (VIR) in flooded production wells;
- 3) processing of the bottom-hole formation zone (OPZ) in order to achieve the potential flow rate of the well.

A number of technologies based on polyacrylamide (PAA) include:

- polymer flooding based on high-molecular PAA for water thickening;
- injection of the edges of the polymer solution with a crosslinking agent to align the pickup profile and increase the coverage of the reservoir by displacement;
- injection of solutions of cross-linked polymer systems (SPS);
- modifications of technologies based on aqueous solutions of PAA with sedimentary and gel-forming properties.

Based on a large number of experiments, it was found that the most reliable option in a series of flow - deflecting technologies is the injection of cross-linked polymer compositions based on polymers of a number of acrylamide and crosslinkers-polyvalent metal salts. The field of effective application of ATP is much wider than when injecting polymer solutions. Cross-linked polymer

compositions based on partially hydrolyzed polyacrylamide and Cr^{+3} or Al^{+3} salts have been used for more than 30 years and have proven to be the most reliable and technologically convenient reagents.

The SPS method is designed to make more efficient use of polymers in various geological and physical conditions (HFCs) and allows you to create any pre-set levels of the residual resistance factor in the formation, which are almost impossible to achieve when injecting a polymer solution.

In this case, the range of possible values of the residual resistance factor of crosslinked polymers can be a thousand or more times higher than that of a polymer solution without a crosslinking agent.

The technology of using crosslinked polymers that penetrate deeply into the formation involves the use of slowly crosslinked «polymer-crosslayer» compositions, as a result of which the latter are able to penetrate deep into the formation over considerable distances and, consequently, effectively regulate the distribution of flows in the layers even in the presence of hydrodynamic coupling between the interlayers.

The essence of the technology consists in the addition to the polymer solution injected into the formation of an insignificant amount (thousandths-hundredths of a percent) of a crosslinking agent, under the influence of which the polymer macromolecules are structured in a porous medium to form a gel. The structure of the spatially crosslinked gel is shown in Figure 14. The optimal technology is determined on the basis of a cycle of laboratory and field tests and multivariate calculations, which allows you to choose and justify the optimal technological and economic parameters of the method in each specific case.

When implementing the technology, it is necessary to take into account the difference in the physical and chemical properties of cross-linked polymer systems and polymer solutions used in waterflooding processes. The main distinguishing feature of ATP is the presence, along with a sufficiently high apparent viscosity, of viscoplastic and viscoelastic properties that ensure their effective use. As a result of numerous experiments using various PAA samples, it was found that, in relation

to the conditions of deposits in Western Siberia and the Volga-Ural regions, the most effective compositions are those containing 0.15-0.17% PAA. A higher concentration does not lead to a noticeable improvement in the properties of ATP, a lower concentration gives unstable technological properties of the system.

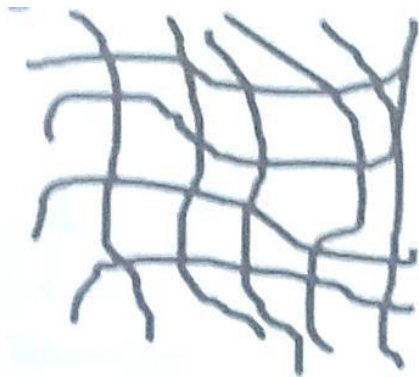


Figure 14-Structure of the ATP

When using ATP, it is important to choose the right type of stapler for PAA. Salts of trivalent chromium and aluminum, usually chromium acetate and aluminum citrate, are widely used as crosslinkers. The spatial crosslinking of PAA macromolecules by ions of variable valence occurs through an ionic bond with a carboxyl group: aluminum ions (Figure 15).

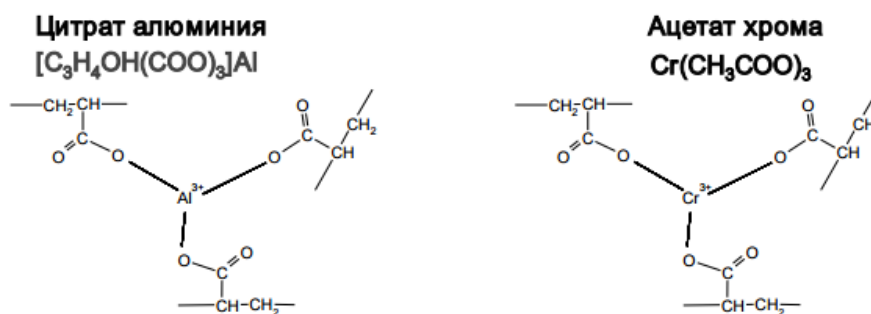


Figure 15-Chemistry of crosslinking of PAA with metal ions of variable valence

As crosslinking agents of ionic complexing agents, the most interesting are the Cr(III) salts, which exhibit the maximum crosslinking activity and to a lesser extent catalyze the oxidative destruction of the polymer. Cr(III) salts have proven themselves in enhanced oil recovery technologies due to the production of compositions with a controlled gelation time, which increases the selectivity of processing the most permeable reservoir intervals.

The most widely used chromium acetate is $\text{Cr}(\text{CH}_3\text{COO})_3$ (AH), $\text{KCr}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ (HCC) or universal chrome stapler (UCS). Sodium bichromate, chromium nitrate, thiourea, urotropin, and Al^{3+} salts are also used as crosslinkers.

The trivalent chromium ions used as crosslinkers form gels fairly quickly in 4-24 hours, depending on the concentration of the reagents. However, due to such rapid crosslinking in the conditions of pore-free, non-fractured reservoirs, only the injection well PZP is processed.

The greatest effect of the application of the injection of the edges of gel systems is achieved when exposed to waterlogged deposits with high zonal and layer-by-layer heterogeneity, as well as fractured formations. During the development of such objects, the water breakthrough into the producing wells occurs along the highly permeable part of the reservoir. In this case, the ratio of the permeability of the high - and low-permeable parts of the formation is decisive.

Providing increased reservoir coverage when injecting large volumes of gel systems can be achieved provided that the reagent solution used must:

- easy to filter in reservoir conditions;
- to form stable gels in the formation after a certain time, providing the necessary resistance factor.

The main technological task is to obtain the specified gel composition directly in the reservoir at a considerable distance from the bottom of the well, in order to avoid the appearance of skin effects in the bottom-hole zone and to cover a significant part of the reservoir with the impact.

Experience shows that the necessary condition for the effective use of cross-linked polymer compositions (SPS) for leveling the flood front in layers of heterogeneous layers is the presence of impermeable clay bridges in the section, which exclude flows between the interlayers. At the same time, the alignment of the pick-up profile of a heterogeneous reservoir reservoir leads to the involvement of previously undrained oil-saturated intervals in the development.

The use of ATP has a number of technological advantages in comparison with other flow-deflecting technologies:

1. The technology based on the use of powdered PAA is all-season, which is one of the most important advantages for the difficult climatic conditions of most of the oil-bearing provinces of Russia.

2. The technology does not require the use of non-standard, expensive equipment, all the processes of dissolution and injection of the reagent are carried out on serial equipment. The PaaS used are environmentally safe, biodegradable, hazard class IV. Stapler hazard class III.

3. PAA-based reagents do not adversely affect the oil collection and treatment processes. The long-term domestic practice of polymer flooding allows us to conclude that polyacrylamide can only contribute to improving the separation of oil and water containing mechanical impurities.

To increase the effectiveness of the impact of ATP, several injection options are widely used:

- the first is the injection of a pre-flow dispersion of polyacrylamide, which has a limited swelling in a solution of ordinary polyacrylamide, followed by the injection of ATP;

- the second is a variant of the ATP, in which the sequence of operations is the same as in the first variant, but the volume of injection of reagents is significantly increased; it is used in monolithic objects;

- the third is the injection of a programmed edge of cross-linked polymer systems, which includes the injection of a dispersion of polyacrylamide with limited swelling in a solution of ordinary polyacrylamide, then the injection of a portion of the cross-linked polymer composition, after which the injection of ordinary (non-cross-linked) polyacrylamide.

When selecting an object for the work on the injection of ATP, the following criteria should be taken into account, which are common for all options::

- an in-circuit PPD system must be formed, which eliminates the loss of reagent during the introduction of MUN;

- the site should be closed on the injection side, but the optimal ratio of production and injection wells is 1/4-1/6;
- the ratio of oil and water viscosities in reservoir conditions is more than 3-5 units;
- higher rate of flooding compared to the average value of the reservoir;
- the presence of non-generated zones and intervals;
- the mining fund is mechanized to maintain a stable liquid extraction;
- if possible, the location on a single section of oil collection.

Individual geological and physical criteria for the applicability of the ATP should include the presence of supercollectors or a developed system of cracks for the first and second options. When implementing these options in practice, the following technological parameters must be observed:

- the volume of pre-flow injection for the first option is up to 300 m³, for the second up to 500 m³;
- the volume of injection of the cross-linked polymer system for the first option – 800-1200 m³, for the second-1200-7000 m³;
- the concentration of restricted swelling of polyacrylamide in predatrice is 0.1-0.2 %, the conventional polyacrylamide – 0,05-0,2 %.

Individual geological and physical criteria of applicability download crosslinked polymer system according to the third embodiment is the presence in the context of a productive formation of two or more layers with different permeability, clay separated by a jumper.

The process parameters of injection programmed rims (third option) have the following meanings:

- the first portion of the process fluid, represented by a dispersion of polyacrylamide having limited swelling in a solution of ordinary polyacrylamide, has a volume of 100-200 m³, with a concentration of swelling polyacrylamide 0.1-0.2%, and ordinary 0.05-0.1%;

- the second portion of the process fluid, represented by a cross-linked polymer composition, has a volume of 100-200 m³ at a polyacrylamide concentration of 0.15-0.2%;

- the third portion of the process fluid, represented by a solution of unshielded polyacrylamide, has a volume of 150-300 m³ at a concentration of 0.1-0.2% polyacrylamide.

It should be noted that the above volumes of injection of reagents are averaged values and should be specified in each specific case by mathematical modeling.

Increasing the impact coverage is more effective with the maximum possible saturation of the gel composition of the highly permeable zones of the formation, both in the section and in the area. Therefore, it is advisable to pump the composition through all the injection wells of the selected site. The specific volume of the injected composition in the injection well is controlled and determined by the dynamics of the injection pressure of the working solution.

To ensure the pick-up rate of injection wells, it is necessary to carry out preparatory work on injection wells. Well capital repair teams (CRS) carry out work on cleaning the bottom-hole zone of the well formation and work on intensifying the pick-up rate. A necessary condition for the injection of modified SPS is the conduct of geophysical studies to assess the technical condition of the well.

To make a decision on the choice of the most optimal version of the SPS technology for each injection well, studies on the well pickup profile are also necessary. Depending on the pick-up profile, some variations of the injection technology are possible, which are carried out according to an individual work plan for each well.

When performing preliminary calculations of the injection efficiency of cross-linked polymer systems, the following physical, chemical and mechanical processes should be taken into account:

- adsorption of the polymer on the surface of a porous medium;

- destruction of cross-linked polymer;
- microbiological destruction and mechanical destruction of the adsorbed polymer;
- the presence of residual resistance for water filtration in the presence of a polymer adsorbed on the surface of a porous medium.

After the preliminary selection of the polymer, laboratory studies of PAA and its solutions are carried out to determine whether their declared properties meet the technological requirements for polymers used in enhanced oil recovery technologies.

Laboratory tests of PAA samples to determine their suitability for obtaining ATP for specific conditions include the determination of the following parameters:

- molecular characteristics-characteristic viscosity, molecular weight, degree of hydrolysis;
- the time of dissolution in the injected water;
- concentration and gradient dependence of viscosity by rotational viscometry;
- rheological parameters of PAA solutions.

To obtain gel compositions with the necessary technological properties, a complex of kinetic studies is carried out, in which the following parameters are determined:

- gelation time – the moment of completion of the transition of the solution to the crosslinked polymer;
- gel and stable gel formation;
- the maximum concentration of gelation on the polymer, that is, the concentration of the polymer, below which there is no gelation in solutions of polymer compositions;
- determination of the optimal concentration of the polymer and the crosslinking agent, at which a stable technological gel is formed.

The rate of crosslinking of PAA depends on the concentration of the crosslinking agent and the temperature (Figure 16). With an increase in

temperature, the gel-forming time decreases, i.e. the process of cross-linking the gel will proceed faster.

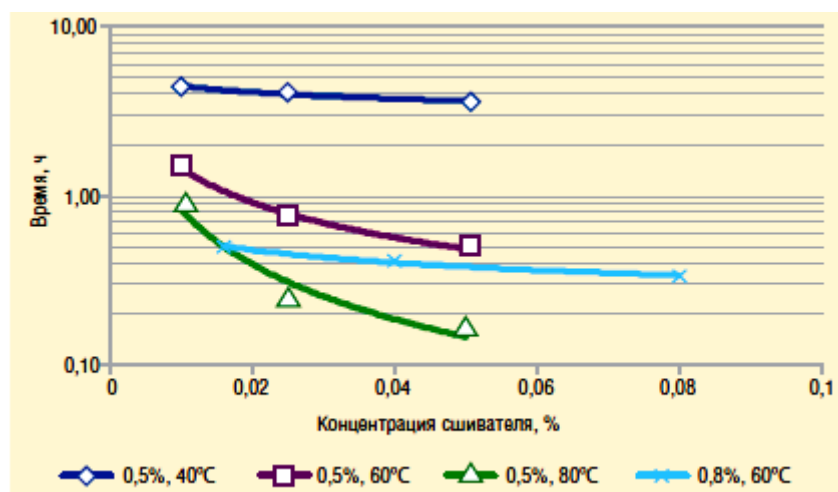


Figure 16-Dependence of the gelation time of PAA on the crosslinking concentration and temperature

The calculation method includes the following operations:

- determine the geological and physical characteristics of the reservoir and the physical and chemical characteristics of the filtered liquids (pore volume of the site, its permeability, porosity, viscosity of liquids, their densities, phase permeability, etc.);

- based on the geological and physical characteristics, a digital filtration model of the reservoir is constructed [5]. In this case, the volume and distribution of a high-permeable reservoir (washed high-permeable interlayers, a system of cracks) in the model are determined from the data of indicator injections or direct geophysical and hydrodynamic studies of wells and the adaptation of the model for the development period prior to the start of processing;

- as a result of 3D modeling of injection of gel-forming compositions (isolation of a highly permeable reservoir), the dependence of the technological efficiency of the use of large-volume gel-forming compositions on the volume of injection of the polymer is determined. In a simplified version, it is possible to calculate the technological efficiency using simple models that take into account

the distribution of the current tube system by permeability by solving the inverse problem based on the actual data of well operation;

- the NPV (net present value) of the project is calculated and the optimal range of injection volumes is determined based on the NPV dependence on the polymer injection volumes.

Conclusions

The use of cross-linked polymer compositions based on polyacrylamide and polyvalent metal salts is a very successful method of increasing oil recovery in the late stages of field development. It is necessary to take into account the geological and physical conditions of the formation, the characteristics of the reservoir fluid, correctly select and test the composition for injection into the formation, and also build a filtration model to calculate the technological efficiency of the SPS.